



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GEC 03  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO VI  
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GEC**

**PRECIFICAÇÃO E SELEÇÃO DE NOVOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO: UM ENFOQUE RISCO RETORNO**

**Leonardo Soares \*    Alexandre Street    Priscila Lino    Sérgio Granville  
Luiz A. Barroso    André Resende Guimarães    Mario Veiga Pereira**

**Empresa de Pesquisa Energética – PSR Consultoria**

**RESUMO**

Este artigo possui dois objetivos: inicialmente é proposto um modelo de avaliação de novos investimentos em geração de energia sob incerteza, onde os distintos riscos associados à implementação de um projeto (hidrológico, construção, atraso, etc.) podem ser quantificados e precificados. Em seguida, é proposta uma metodologia de comparação de alternativas de investimento que permita comparar diferentes tecnologias em uma mesma base. Isto é feito através da identificação e precificação dos diferentes riscos intrínsecos a cada uma dessas tecnologias de acordo com o perfil de aversão ao risco do empreendedor. O objetivo final é determinar o conjunto eficiente, o preço da energia e o prêmio de risco das diferentes alternativas de investimento.

**PALAVRAS-CHAVE**

Avaliação de Investimentos, Avaliação Econômica, Gerência de Risco

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O desenho conceitual do modelo do setor elétrico de qualquer país é realizado de forma a alocar os riscos existentes entre os agentes que estão melhor preparados para gerenciá-los (geradores, comercializadores e consumidores) através de um conjunto de regras cujo objetivo é a modicidade tarifária ao consumidor final.

Para o setor de geração, o atual modelo estimula novos investimentos com a realização de leilões de energia, onde são oferecidos projetos e contratos de longo prazo. Nesta condição o investidor pode escolher suas alternativas de investimento e, para cada alternativa escolhida, deve oferecer um limite de preço para que o seu projeto seja competitivo (de forma a ganhar a licitação), mas que ao mesmo tempo seja suficiente para remunerar seu investimento, custos de operação e sobretudo protegê-lo contra todos os riscos inerentes ao projeto. Riscos podem ser entendidos como as incertezas associadas aos retornos do projeto. Desta forma, como ressaltado por diversos autores [1,2,3], a *precificação* dos diversos riscos associados ao projeto (como risco hidrológico, risco de construção, risco de preço de combustível, etc.) é de extrema importância para a gerência de riscos do projeto pelos investidores.

Adicionalmente, um aspecto interessante é o efeito relativo dos riscos *entre* os projetos na seleção de distintas alternativas de investimento. Como também assinalado por diversos autores [4,5], projetos de tecnologias diferentes podem ter *competitividade econômica igual*, porém *riscos completamente distintos* devido à existência de incertezas em apenas uma das tecnologias, ou mesmo, devido à maior severidade em alguns riscos similares (por exemplo, risco de indisponibilidade, risco de preço e quantidade, riscos regulatórios etc.). Este aspecto é importante porque a Taxa Interna de Retorno (TIR) requerida pelos agentes para um dado projeto depende de seu nível de risco. Isto é, os agentes normalmente irão requerer um retorno maior para projetos que apresentarem um

maior nível de risco (entende-se por *retorno* o valor esperado da taxa interna de retorno<sup>1</sup> e por *risco* o seu desvio padrão).

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia e um modelo computacional para identificar e precificar os riscos de cada alternativa de investimento em geração de forma a poder compará-los em uma mesma base e assim auxiliar os agentes em suas decisões de investimento. Propõe-se utilizar uma fronteira eficiente risco-retorno para comparar todos os projetos. Nesse sentido, a metodologia pode ser dividida em três partes:

- (i) Inicialmente, realiza-se um mapeamento de fatores de riscos e precificação de projetos: nesta etapa serão identificados os principais fatores de risco de cada tecnologia de geração, como risco hidrológico, risco ambiental, risco de construção, tecnológico, câmbio e combustível. Para cada um destes itens, se propõe *traduzir* os fatores de risco em *cenários* com respectivas *probabilidades* de ocorrência. Por exemplo, riscos ambientais podem ser traduzidos em cenários de atraso da usina e aumento de custos ambientais não repassáveis, onde cada cenário teria uma probabilidade de ocorrência. Por sua vez, riscos regulatórios poderiam ser traduzidos em cenários de aumento de custos não repassáveis;
- (ii) Em seguida, é proposto um modelo de avaliação de investimentos sob incerteza, que determina a competitividade de um projeto de geração considerando seus riscos, incertezas e de acordo com o grau de aversão ao risco do empreendedor;
- (iii) Finalmente, a parte final propõe uma metodologia para comparar distintas tecnologias de investimento em geração considerando suas incertezas e riscos intrínsecos, ilustrando como calcular o prêmio de risco de cada alternativa de investimento e verificando o impacto de cada incerteza intrínseca do projeto na variância do seu retorno esperado. A metodologia pode ainda ser estendida para analisar uma carteira de projetos, determinando o portfólio de investimentos em ativos de geração frente aos projetos candidatos de cada investidor.

Ao final, são apresentados exemplos e casos de estudos realistas do atual cenário do setor elétrico brasileiro, demonstrando como esta metodologia pode proporcionar a um investidor uma visão mais ampla de seleção de projetos candidatos em um contexto de risco. Para fins deste trabalho, todos os riscos estudados estarão associados ao Contrato de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), que é o produto comercializado nos leilões de energia.

## 2.0 - MAPEAMENTO DOS FATORES DE RISCO EM EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Os seguintes fatores de risco são considerados neste trabalho:

### 2.1 Risco Hidrológico

Em contratos de suprimento de energia na modalidade quantidade, o gerador se compromete a fornecer a quantidade de energia definida no CCEAR. Dessa forma, sempre que a quantidade produzida for inferior ao montante contratado, o gerador responsabiliza-se pela compra da diferença no mercado de curto prazo (CCEE) ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Para usinas térmicas, o limite máximo de exposição ao PLD é definido pelo seu próprio custo de operação (a menos de falhas). Entretanto, no caso de usinas hidroelétricas, existe uma correlação negativa entre capacidade de produção e PLD, fazendo com que nos momentos em que a hidroelétrica não produza fisicamente sua energia, o PLD seja (geralmente) alto<sup>2</sup>. Este é o conceito de risco hidrológico. Observe que para contratos por disponibilidade, este risco é automaticamente transferido para o consumidor.

### 2.2 Risco nos Custos de Investimento

Incertezas nos custos de investimento podem ser associadas a variações cambiais (onerando a aquisição de equipamentos importados), custos ambientais, custos legais, mudanças tecnológicas ou qualquer outro fator que possa influenciar de forma significativa o investimento estimado. Por exemplo, usinas termoelétricas são bastante afetadas por variações cambiais (maior incidência de equipamento importado), o que não ocorre com usinas hidroelétricas. Por sua vez, estas possuem maiores custos ambientais que usinas termoelétricas.

### 2.3 Risco de Atraso da Entrada em Operação

Um outro aspecto essencial na análise de projetos é o risco de atraso na entrada em operação, que pode ocorrer por problemas no fornecimento dos equipamentos, problemas ambientais ou qualquer problema que afete o cronograma de investimento planejado. Nesse caso, os CCEAR prevêm que o agente gerador deve celebrar contratos de compra para garantir o lastro do CCEAR e só pode repassar parte desse custo ao contrato de venda

<sup>1</sup> Outras métricas de avaliação financeira poderiam ser utilizada, como a “TIRm” proposta em [8].

<sup>2</sup> Embora o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) procura aliviar o risco hidrológico através de um mecanismo de *hedge espacial*, ele não alivia o risco sistêmico (quando a hidrologia global é desfavorável, a energia alocada ao MRE também será desfavorável).

original. Esse custo começa a vigorar na data de entrada em operação definida no contrato e o valor do repasse diminui em função do tempo de atraso. Em outras palavras, é uma forte penalidade.

#### 2.4 Riscos Regulatórios e Riscos de Redução da Receita

Finalmente, um aspecto essencial é a representação de incertezas que resultem em redução de receita para o projeto. Estas incertezas podem estar associadas a problemas legais, perda de lastro por indisponibilidade da usina (quando o agente é obrigado a comprar contratos de curto prazo para compor o lastro reduzido) e riscos de aumentos de custos não repassáveis. Esta última incerteza é usada, neste trabalho, para representar o risco regulatório. Entende-se que, sob a ótica do investidor, este risco caracteriza-se pela chance de ser criado um encargo, taxa, imposto ou ato qualquer que resulte em um custo não repassável à tarifa do contrato. Portanto, pode ser representado por uma redução de receita.

Embora diversos outros riscos pudessem ainda ser representados (como o risco de safra para usinas a biomassa de cana-de-açúcar, risco de preço de combustível, risco geológico para hidros, etc.) os riscos acima são os considerados para efeitos deste trabalho. Entretanto, um aspecto interessante é que eles afetam os investimentos em distintas tecnologias de geração de maneira *diferente*: por exemplo, o risco hidrológico afeta predominantemente os empreendimentos hidroelétricos, o risco de custo de investimento afeta projetos hidros e térmicos de maneira distinta (custo ambiental pra hidros e variação cambial para térmicas), idem para o risco de atraso na entrada em operação e o risco regulatório/redução de receita, afetam os projetos de maneira igual.

### 3.0 - AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS SOB INCERTEZA

A análise de investimentos em projetos de geração deve ser feita levando-se em consideração as incertezas associadas a cada tecnologia, pois cada projeto apresenta características bastantes específicas. Os modelos tradicionais de análise de investimento são (usualmente) determinísticos e constroem o fluxo de caixa de um projeto de geração baseado em um cenário específico, que representa o valor esperado dos fluxos. Entretanto, essa metodologia se mostra insuficiente na presença de fluxos compostos por variáveis *estocásticas*; como a produção de energia (ou créditos alocados pelo MRE), excedente financeiro da transmissão, e o PLD; que apresentam altos níveis de correlação e variância.

A proposta deste trabalho é desenvolver um modelo de análise econômico-financeira de projetos de geração que realize a análise financeira representando as incertezas nas variáveis-chave do projeto. Neste sentido, utilizamos modelos de simulação baseados em cenários para caracterizar as *incertezas* e as *dependências* entre as diversas variáveis e suas próprias estruturas temporais.

Para obter os cenários das incertezas que irão compor os fluxos de caixa do projeto são utilizados modelos de otimização hidrotérmica e de simulação das regras de mercado, numa abordagem *fundamentalista*. Assim, os fatores de risco podem ser associados aos seus respectivos modelos conforme os tópicos a seguir.

- a) risco hidrológico: representado através de cenários produzidos por modelos de despacho hidrotérmico estocástico (como o modelo Newave ou SDDP<sup>3</sup>) e modelos que representem as regras comerciais vigentes, como a aplicação do MRE para usinas hidroelétricas (utiliza-se o modelo SCE, desenvolvido pela PSR Consultoria). Como resultado, são produzidos cenários correlacionados de produção da usina em análise (produção física de térmicas ou créditos de energia de hidroelétricas) e preços de liquidação de diferença. O principal *driver* de incerteza é a hidrologia;
- b) para as demais incertezas, utiliza-se uma representação por cenários com as respectivas probabilidades de ocorrência. Esse tipo de abordagem facilita a representação das incertezas. No entanto, exige dos analistas conhecimento dos possíveis riscos associados ao investimento para cada tipo de tecnologia.

Uma vez obtido o conjunto de cenários (estatisticamente independentes) para as variáveis-chave, um fluxo de caixa completo de um determinado projeto pode ser construído para cada cenário. Este fluxo é avaliado pelo cálculo de sua TIR, que então assumirá um valor diferente por cenário, nos permitindo assim caracterizar uma distribuição de probabilidade da TIR.

O modelo de avaliação criado também permite que o usuário informe outras peculiaridades do projeto: dados do financiamento, cronograma de entrada em operação de máquinas, disponibilidade da usina, custos fixos e variáveis e inclusive índices de reajustes para cada fluxo. Dentre muito outros que compõe a lista de parâmetros que darão origem aos fluxos finais do projeto, os dados referentes ao contrato de suprimento se destacam. O preço de contrato, principal fonte de renda do projeto, é um parâmetro decisivo na distribuição final da TIR e é dependente do tipo de contrato considerado (quantidade ou disponibilidade).

---

<sup>3</sup> Desenvolvido pela PSR Consultoria.

Assim, como a TIR possui um caráter estocástico, função das incertezas consideradas, o modelo permite encontrar o preço de contrato<sup>4</sup> tal que a probabilidade da TIR ser maior que um valor mínimo ( $TIR^{MIN}$ ), estipulado pelo analista, seja superior a um nível de significância ( $\alpha$ ) pré-determinado, por exemplo, 95%. Isso é o mesmo que encontrar o preço de contrato que proporciona um Value-at-Risk ( $VaR_{\alpha}$ ) igual a  $TIR^{MIN}$  para a TIR do projeto. Este valor de contrato seria, para o caso de um investidor avesso a risco, o menor preço de contrato pelo qual estaria disposto a construir o projeto. Outra opção do modelo é calcular a TIR quando o preço de contrato é o parâmetro fixado. Neste caso, o VaR da TIR e sua distribuição completa podem ser acessados para compor parte de modelos subsequentes de comparação de tecnologias e de seleção de projetos que fazem parte deste trabalho e serão mostrados nas próximas seções. Na Figura 1 a seguir, é resumido através de um esquema de entradas e saídas dos principais dados que o modelo utiliza e proporciona.

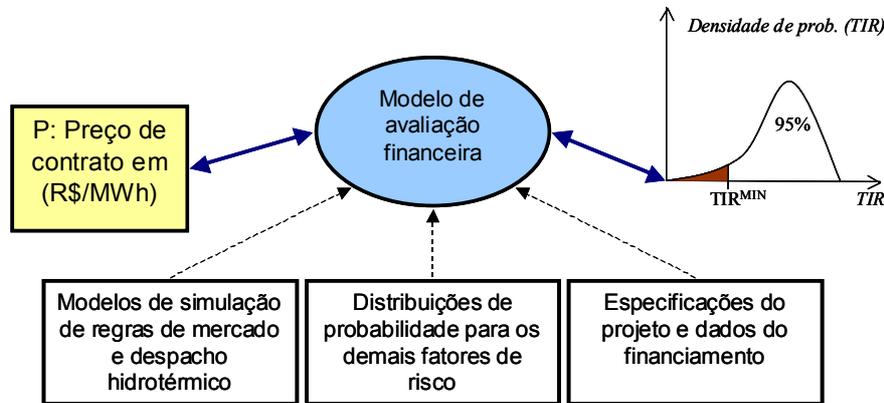


FIGURA 1 – Fluxo de informações no processo de estimação do preço de contrato ou do VaR-TIR do projeto.

#### 4.0 - PRECIFICAÇÃO DE RISCOS

O preço final da energia contratada deve ser suficiente para remunerar o investimento, os custos operativos e os riscos do projeto. Esses riscos intrínsecos a cada tecnologia exigem o acréscimo de um prêmio, de acordo com o perfil de aversão ao risco dos investidores. Esse prêmio torna as alternativas indiferentes para o investidor, igualando as suas utilidades esperadas.

Podemos compensar a presença dessas incertezas no retorno de um projeto através do cálculo de um sobre-preço de contrato (R\$/MWh) exigido pelo investidor avesso a risco, se comparado ao mínimo preço  $P_0$  (R\$/MWh) necessário para viabilizar o mesmo projeto sob a ótica de um investidor neutro a risco.

Desta maneira, o primeiro passo é encontrar o preço  $P_0$  tal que o *valor esperado* da TIR do projeto seja igual à taxa de retorno de capital de longo prazo livre de risco ( $T^{LR}$ ).

$$P_0 = \text{Min} \{P \geq 0: E[TIR(P)] \geq T^{LR}\} \quad (1)$$

Por outro lado, um investidor avesso a risco apresenta como custo de capital um valor superior ao valor da taxa livre de risco, de forma a mitigar as incertezas correlacionadas ao mercado, típicas de seu segmento, e que por sua vez, podem ser tratadas pela teoria CAPM. Somente este fato já produziria um sobre preço com relação ao  $P_0$  anteriormente encontrado. Entretanto, devemos considerar ainda, as incertezas que não podem ser diretamente tratadas por esta teoria, que decorre em função da correlação *nula* que estas apresentam com os mercados de capitais existentes, o que implicaria em um prêmio nulo de risco. Como esses riscos não podem ser diluídos pela diversificação do portfólio do investidor, tratamos esses riscos de forma direta, incluindo todos os fatores de risco mencionados previamente que não se encaixam nas premissas da teoria CAPM e utilizamos o VaR da distribuição final da TIR do projeto como o real valor de rendimento que o investidor pode esperar com um certo nível de confiança desejado.

Assim, podemos utilizar o modelo de forma a encontrar o preço de contrato  $P^c$  que proporcione uma TIR-VaR com  $\alpha\%$  de significância igual ao custo de capital ( $K$ ) exigido pelo investidor avesso ao risco. Calculamos o sobre preço de risco  $\Delta P^{risco}$  como a diferença entre  $P^c$  e  $P_0$ . A seguir são mostrados os dois últimos passos deste processo:

$$P^c = \text{Min} \{P \geq 0: VaR_{\alpha}[TIR(P)] \geq K\} \quad (2)$$

$$\Delta P^{risco} = P^c - P_0 \quad (3)$$

<sup>4</sup> Preço de energia em um contrato por quantidade ou receita fixa de um contrato por disponibilidade.

Para exemplificar a metodologia, pode-se fazer uma análise do prêmio de risco exigido pelo investidor ao avaliar uma usina hidrelétrica, com as características médias de tamanho e custo do setor. Para simplificar a análise, somente o risco hidrológico será considerado.

Se o custo de capital for de 12% ao ano (nesse caso igual à taxa livre de risco, já que os retornos do projeto são descorrelacionados com o mercado), o preço da energia para o investidor neutro ao risco será aquele necessário para que a TIR média dos cenários seja igual a 12%. O preço da energia resultante após a simulação do modelo e a sua decomposição são apresentados na Tabela 1.

TABELA 1 – Decomposição do Preço da Energia (Investidor Neutro ao Risco).

Investimento	64.3	R\$/MWh
Impostos	18.6	R\$/MWh
Encargos	7.6	R\$/MWh
O&M Fixo	2.9	R\$/MWh
Custo Variável (Comb + OeM)	2.6	R\$/MWh
Compra/Venda CCEE	(15.3)	R\$/MWh
TUOS	10.9	R\$/MWh
Seguros	2.0	R\$/MWh
Descolamento Índice de Contrato	4.7	R\$/MWh
Preço Final da Energia	98.1	R\$/MWh

No entanto, o preço para os investidores avessos ao risco deverá somar um prêmio de risco. O novo preço da energia, assumindo um nível de confiança de 95%, será aquele necessário para que em 95% dos cenários simulados a TIR do projeto seja maior que 12%. Nesse caso, o preço final da energia é 110 R\$/MWh. Portanto, o sobre preço requerido pelos investidores devido ao risco hidrológico é de 11.9 R\$/MWh.

O prêmio de risco também pode ser interpretado como a diferença entre a TIR média e o VaR-TIR para a simulação do investidor avesso ao risco. A Figura 2 mostra que essa diferença é de 2.7%, ou seja, o investidor requer um acréscimo de 2.7% em relação à rentabilidade do ativo livre de risco. Adicionalmente, o preço de energia que assegure uma TIR-VaR de 12% com 95% de probabilidade resultará em uma TIR Média superior a 12%, uma vez que em pelo menos 95% dos cenários simulados a TIR é superior a 12% .

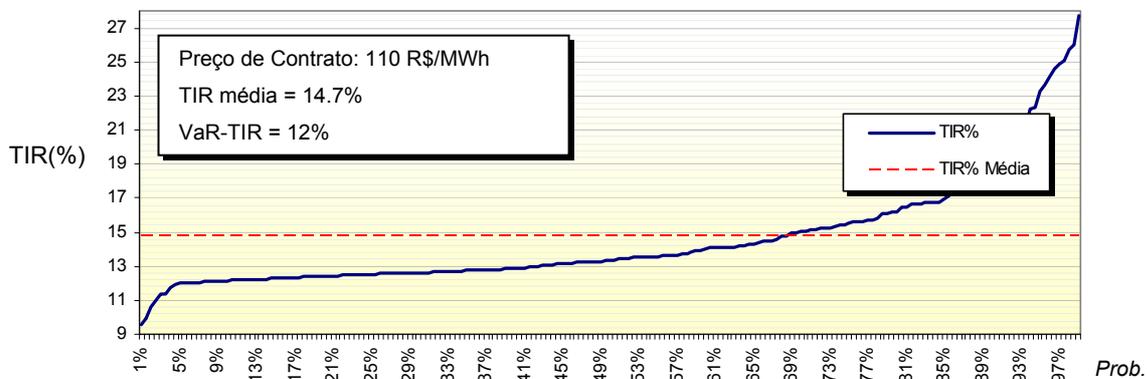


FIGURA 2 – Distribuição de probabilidade acumulada da TIR.

Assim como o risco hidrológico, os diversos outros fatores de risco ilustrados na seção 2 podem ser analisados e precificados de forma similar.

## 5.0 - COMPARANDO ALTERNATIVAS DE INVESTIMENTO: UM ENFOQUE RISCO RETORNO

Uma vez construído um modelo que permita uma avaliação de investimentos sob incerteza, a etapa seguinte é discutir a seleção de diversas opções de investimento. O primeiro passo da alocação ótima de capital é determinar o conjunto eficiente das alternativas de investimento, para a regra de decisão ou critério de eficiência adotado. As premissas desse critério de eficiência são: (i) os investidores estarão mais satisfeitos quanto maiores os retornos do projeto e (ii) os investidores são avessos ao risco. Ou seja, para dois projetos com mesmo risco será escolhido aquele que oferecer maior retorno e para dois projetos com mesmo retorno esperado será escolhido o menos arriscado.

O modelo proposto utiliza a distribuição acumulada da TIR de diferentes projetos para comparar seus retornos e seus riscos. A comparação do binômio risco-retorno é feita pelo critério de Média-Variância (MV), pelo cálculo da média e do desvio padrão das distribuições de probabilidade. Dessa forma é possível desenhar a fronteira eficiente das alternativas de investimento para o critério de eficiência supracitado.

Os projetos que farão parte do conjunto eficiente não podem ser dominados por nenhum outro. No critério de MV, uma opção *H* domina uma opção *G* se

$$E_H(R) \geq E_G(R), \quad Var_H(R) < Var_G(R) \quad (4)$$

ou

$$E_H(R) > E_G(R), \quad Var_H(R) \leq Var_G(R) \quad (5)$$

A figura 3 mostra um exemplo de como comparar o binômio risco-retorno (média-desvio padrão) de seis empreendimentos de geração. Pode-se observar que os dois únicos projetos eficientes são os projetos 5 e 6. O projeto 5, apesar de possuir um risco elevado (6%) é o que possui o maior retorno esperado (34%). O projeto 6, além de ter o menor risco (2,5%), possui a segunda maior rentabilidade esperada (24%).

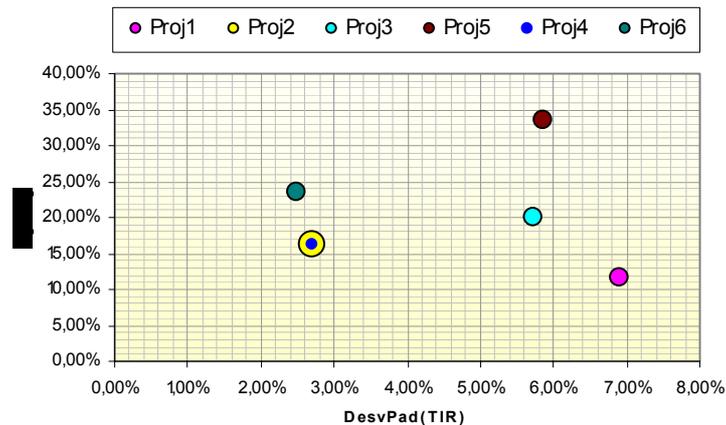


FIGURA 3 – Gráfico Risco-Retorno

## 6.0 - ESTUDO DE CASO

Para ilustrar a aplicabilidade da metodologia apresentada, serão analisadas quatro tecnologias de geração: hidrelétrica, gás natural, carvão mineral e biomassa de cana de açúcar. A sensibilidade de cada tecnologia em relação aos fatores de risco será determinada pela análise da distribuição de probabilidade dos retornos. Os projetos estudados possuem as características médias de tamanho, custo e condições de financiamento do setor. O Plano Decenal 2006-2015 foi utilizado para produzir cenários de preços spot, produção de energia e demais dados energéticos.

Conforme descrito na Seção 2, serão considerados como fatores de risco os seguintes itens: incerteza no custo de investimento, possibilidade de redução na receita do contrato, incerteza na data de entrada de operação e risco hidrológico. Estes fatores de risco serão considerados através dos cenários especificados na Tabela 2. O custo do investimento foi decomposto em três possíveis cenários, baseados em um percentual de incremento sobre o investimento médio (R\$/KW-inst) previsto. Os riscos regulatórios foram cenarizados em função do mês inicial de redução da receita do contrato, supondo que essa redução permanece até o final da vida útil do empreendimento. O custo associado ao atraso da entrada em operação, correspondente à compra de contratos de curto prazo, foi estimado em 43,8 MMR\$/Mês (hidro, gás e carvão) e 4,38 MMR\$/Mês (biomassa), que é o custo para compor os respectivos lastros a um preço estipulado em 200 R\$/MWh.

TABELA 2 – Especificação dos cenários

Investimento		Redução na Receita do Contrato			Atraso da Entrada em Operação		
%Investimento Médio	Prob.	Mês da Redução	Redução	Prob.	Atraso (Meses)	Custo (MMR\$/Mês)	Prob.
0%	50%	0	0%	50%	0	43,8/4,38	50%
10%	25%	30	5%	10%	3	43,8/4,38	20%
20%	25%	60	5%	20%	6	43,8/4,38	15%
		90	5%	20%	9	43,8/4,38	10%
					12	43,8/4,38	5%

Depois de especificados os cenários e as peculiaridades de cada projeto o modelo pode calcular o preço da energia e o prêmio de risco, como exposto nas seções 3 e 4.

A Tabela 3 mostra o resultado das simulações para as quatro tecnologias, considerando os riscos especificados acima. A primeira coluna da tabela indica qual o risco analisado:  $P_0$  (preço do investidor neutro ao risco),  $P_H$  (preço considerando incerteza hidrológica),  $P_{HR}$  (preço com incerteza hidrológica e regulatória),  $P_{HI}$  (preço com incerteza hidrológica e de investimento),  $P_{HA}$  (preço com incerteza hidrológica e de atraso na entrada em operação) e  $P_{HARI}$  (preço com todas as incertezas). Também é informado o prêmio de risco ( $\Delta$ Hedge) em R\$/MWh, que é a diferença entre o preço obtido pelo VaR-TIR e o preço do investidor neutro ao risco, e o acréscimo exigido pelo investidor no custo de capital (Hedge TIR%) a fim de remunerar os riscos não sistemáticos (intrínsecos ao projeto), que é a diferença entre a TIR média e o VaR-TIR (considerando-se uma rentabilidade de 12% ao ano com 95% de confiança).

TABELA 3 – Preços e prêmios de risco de cada tecnologia

	Hidrelétrica			Gás Natural			Carvão			Biomassa		
	Preço R\$/MWh	$\Delta$ Hedge R\$/MWh	Hedge TIR %	Preço R\$/MWh	$\Delta$ Hedge R\$/MWh	Hedge TIR %	Preço R\$/MWh	$\Delta$ Hedge R\$/MWh	Hedge TIR %	Preço R\$/MWh	$\Delta$ Hedge R\$/MWh	Hedge TIR %
$P_0$	98	-	-	193	-	-	155	-	-	104	-	-
$P_H$	110	12	2,7	193	0	0	155	0	0	104	0	0
$P_{HR}$	112	14	3,0	199	6	3,5	159	4	1	107	3	1,9
$P_{HI}$	126	28	5,4	201	8	4,9	172	17	4,2	121	17	11,2
$P_{HA}$	201	103	14,1	242	49	22,3	232	77	14,3	193	89	45,2
$P_{HARI}$	201	103	13,9	248	51	22,8	235	80	13,3	205	101	48,3

Inicialmente, observa-se que o impacto dos riscos considerado é significativo. Nas quatro tecnologias analisadas, o risco mais significativo é o relacionado aos atrasos na data de entrada em operação, quando o gerador precisa comprar contratos de curto prazo e não pode repassar esse custo. O risco hidrológico, como mencionado anteriormente, só afeta as usinas hidrelétricas, pelas suas características de contratação. O risco de investimento também é significativo para as quatro tecnologias. Em resumo, com exceção do risco hidrológico, a ordem decrescente de sensibilidade em relação aos riscos analisados foi: biomassa, gás natural, hidrelétrica e carvão.

Para verificar quais são os empreendimentos eficientes será aplicada a metodologia exposta na seção 5, ou seja, o binômio risco-retorno será mapeado pela média e pelo desvio padrão das distribuições de probabilidade das rentabilidades de cada projeto. A Figura 4 mostra que os quatro projetos são eficientes sob o critério de MV. Portanto as diferenças de riscos de cada tecnologia são recompensadas por um aumento na rentabilidade esperada.

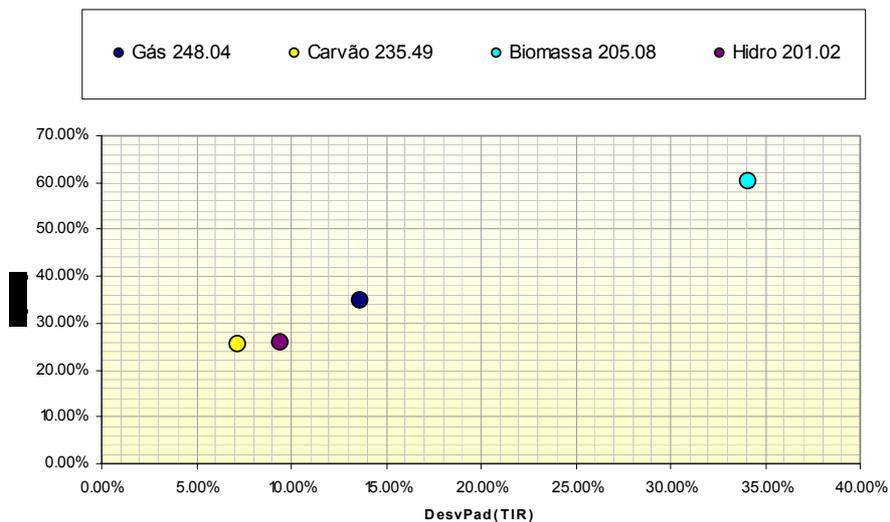


FIGURA 4 – Fronteira Eficiente

No entanto, pode-se observar que a remuneração unitária do risco é diferente entre os empreendimentos. Isso quer dizer que a razão entre a rentabilidade (média) para cada unidade de risco (desvio padrão) não é constante entre os projetos. A remuneração unitária do risco total (Índice de Sharpe) pode ser calculada por:

$$I_S = \frac{E(TIR) - R_F}{\sigma_{TIR}} \quad (6)$$

Considerando  $R_F$  igual ao VaR-TIR (12% ao ano) obtemos as remunerações unitárias do risco mostradas na Tabela 4. Por exemplo, o Índice de Sharpe do empreendimento a carvão mineral mostra que cada aumento percentual no desvio-padrão da sua TIR é recompensado por 1,85% na sua rentabilidade.

TABELA 4 – Remuneração unitária do risco

Tecnologia	Preço	E(TIR)	DesvPad(TIR)	Índice Sharpe
Carvão	235.49	25.35%	7.23%	1.85
Gás	248.04	34.82%	13.64%	1.67
Hidro	201.02	25.94%	9.43%	1.48
Biomassa	205.08	60.32%	34.07%	1.42

## 7.0 - CONCLUSÃO

Como discutido neste trabalho, a análise, representação e precificação correta dos riscos é de extrema importância na avaliação de novos investimentos em geração no Setor Elétrico Brasileiro. Neste sentido, este trabalho propõe um modelo de avaliação econômico-financeira que representa as incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa. Como ilustrado, o modelo permite uma precificação mais adequada dos riscos, revelando com maior precisão o real preço de energia do projeto. Adicionalmente, um aspecto interessante é o efeito relativo dos riscos entre os projetos na seleção de distintas alternativas de investimento: projetos de tecnologias diferentes podem ter competitividade econômica igual, porém riscos completamente distintos devido à existência de incertezas em apenas uma das tecnologias, ou mesmo, devido à maior severidade em alguns riscos similares. Neste sentido, a parte final deste trabalho propõe uma metodologia para comparar distintas tecnologias de investimento em geração considerando suas incertezas e riscos intrínsecos, ilustrando como calcular o prêmio de risco de cada alternativa de investimento e verificando o impacto de cada incerteza intrínseca do projeto na variância do seu retorno esperado. A metodologia pode ainda ser estendida para analisar uma carteira de projetos, determinando o portfólio de investimentos em ativos de geração frente aos projetos candidatos de cada investidor.

## 8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) F. A. ROQUES, W.J. NUTTALL, D.M. NEWBERY, Using Probabilistic Analysis to Value Power Generation Investments under Uncertainty, EPRG Working Paper, University of Cambridge, 2006.
- (2) S. AWERBUCH, Risky business, RENEWABLE ENERGY WORLD, July–August 2006
- (3) TARJANNE R. and LUOSTARINEN, K., Competitiveness Comparison of the Electricity Production alternatives, Lappeenranta University of Technology research report EN B-156, 2003.
- (4) AWERBUCH, S., STIRLING A., JANSEN J., BEURSKENS L., Portfolio and diversity analysis of energy technologies using full-spectrum uncertainty measures” Commissioned Conference Paper, Understanding and Managing Business Risk in the Electric Sector, April 15-16, 2004.
- (5) ROQUES, F., D. NEWBERY, and W. NUTTALL, Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a Mean-Variance Portfolio Theory Approach, EPRG Working Paper, University of Cambridge, 2004.
- (6) LEVY, H., SARNAT, M., Portfolio and investment selection: theory and practice; Prentice Hall, 1984.
- (7) ASSAF, A., Mercado Financeiro: Atlas, 2003.
- (8) ALVES, J, JUNIOR, G.C., LIMA, W.S., Taxa Interna de Retorno Modificada Aplicada a Avaliação de Investimentos no Setor Elétrico Brasileiro, XVIII SNTPEE, 2005, Curitiba.

## 9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Leonardo B. Soares**, concluindo MSc em Engenharia de Produção pela PUC-Rio, trabalhou na PSR e é analista da EPE desde 2007.

**Alexandre Street**, MSc em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, é pesquisador da PSR.

**Priscila Lino**, MSc em Otimização pelo IM/UFRJ, trabalha na PSR desde 2000.

**Sérgio Granville**, PhD em Pesquisa Operacional pela Stanford University, trabalha na PSR desde 2000.

**Luiz Augusto Barroso**, DSc em Otimização pela COPPE/UFRJ, trabalha na PSR desde 1999.

**Andre Resende**, MSc em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, trabalha na PSR desde 2003.

**Mario Veiga Pereira**, DSc em Otimização pela COPPE/UFRJ, é presidente da PSR.